

第14回 容量市場の在り方等に関する検討会 議事録

1. 開催状況

日時：平成30年8月9日（木） 13:00～15:00

場所：電力広域的運営推進機関 会議室A・会議室B・会議室C

出席者：

大山 力 座長（横浜国立大学大学院 工学研究院 教授）
秋池 玲子 委員（ポストコンサルティンググループ シニア・パートナー & マネージング・ディレクター）
秋元 圭吾 委員（公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー・主席研究員）
市村 拓斗 委員（森・濱田松本法律事務所 弁護士）
岡本 浩 委員（東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長）
加藤 英彰 委員（電源開発株式会社 経営企画部長）
紀ノ岡 幸次 委員（関西電力株式会社 エネルギー・環境企画室 エネルギー・環境企画部長）
小宮山 涼一 委員（東京大学大学院工学研究科附属レジリエンス工学研究センター 准教授）
竹廣 尚之 委員（株式会社エネット 経営企画部長）
本橋 裕之 委員代理（東京ガス株式会社 電力事業部 電力企画グループマネージャー）
野田 尚利 委員（伊藤忠エネクス株式会社電力・ユーティリティ部門 部門長補佐兼電力需給部長）
松村 敏弘 委員（東京大学 社会科学研究所 教授）
林 泰弘 委員（早稲田大学大学院先進理工学研究科 教授）
圓尾 雅則 委員（SMB C日興証券株式会社 マネージング・ディレクター）
山田 利之 委員（東北電力株式会社 送配電カンパニー 電力システム部 技術担当部長）
都築 直史 オブザーバー（電力・ガス取引監視等委員会事務局 総務課長）
木尾 修文 オブザーバー（電力・ガス取引監視等委員会事務局 取引制度企画室長）
久保田 唯史 オブザーバー（資源エネルギー庁 電力・ガス事業部政策課 電力産業・市場室長補佐）

欠席者：

安念 潤司 委員（中央大学法科大学院 教授）
棚澤 聡 委員（東京ガス株式会社 執行役員 電力事業部長）

議題：

- （1）需要曲線作成の考え方について
- （2）リクワイアメント・アセスメント・ペナルティについて（これまでの検討のまとめ）

資料：

- （資料1）議事次第
- （資料2）容量市場の在り方等に関する検討会委員名簿

(資料3) 需要曲線作成の考え方について

(資料4) リクワイアメント・アセスメント・ペナルティについて (これまでの検討のまとめ)

2. 議事

(1) 需要曲線作成の考え方について

○ 事務局より、資料3に沿って、需要曲線の考え方について説明が行われた。

[主な議論]

(加藤委員)

確認であるが、スライド11にある目標調達量の考え方について、「電源入札制度を活用した電源については、供給計画の対象年度の供給力で把握し、目標調達量から減ずる」と記載があるが、この「電源入札制度」とは一般電気事業者が実施する火力入札制度ではなく、広域機関が実施する電源入札制度を指しているという理解でよいか。

→ (事務局山田マネージャー)

そのとおりである。

(岡本委員)

全般的に拝見して概ね理解できるが、個別の所では論点があると思う。

今回新たな仕組みを入れるということであり、過去の方法を継続することが前提ではなく、本来必要なものが何かを考え、それに合わせて新たに検討することが重要である。例えば調整力等委において、応援ロジックを自エリア優先ロジックから全エリア不足率一定ロジックに見直す方向で検討していると承知している。こういったことは、全国を対象に容量市場を考えることと整合しており、今までは必ずしもそういった考え方はしていなかったが、新たな考え方として望ましい方向である。一方で、例えば再生可能エネルギーの調整係数をL5で見るとか、目標調達量を7%で見るとするのは現時点の整理がそうなっているということであり、調整力等委で整理されているのは、実態として現状の信頼度レベルを下げないことが前提になっているので、7%を固定するという議論ではないと理解している。新たに信頼度を評価しながら必要な目標調達量を定めていただきたい。スライド7で H3 需要の7%相当を目標調達量とするとあり、調整力等委の資料は、現状レベルを下回らないという現時点の整理では必要予備力7%としてはどうか、あるいは信頼度基準を設けてはどうかという話である。現時点の考え方からすると、H3 需要の7%相当を目標調達量とするということは理解するが、固定するものではないと思っている。つまり、応援ロジックの見直しも行っているということは、仕上がりの信頼度が現状並みであるということが求められているので、7%という数字が今と同じということではないようお願いしたい。

スライド9の電源I'については、事務局提案のとおり扱う必要がある。今までは電源I'は枠を設けて調達していたが、まとめて容量市場の中で信頼度を考慮した調達量の中に見込まれると解釈している。そうだとすると、現状レベルの信頼度を電源I'も含めて達成するように信頼度評価を実施して、その量を目標に容量市場で確保する。スライド9の記載だと、2段階に分けるように見えるが、その場合、全国市場で連系線の制約等も考えながら電源I'を調達する時、その前段に予備力があって、電源I'もあって、

これをどう考えるのか。そういう意味では、最初から容量市場で一括調達するのであれば、先に調達量を決めて全国で調達する。信頼度についても、実態として電源 I' も使われているという前提で信頼度基準を定めて、それに合わせて全国市場で一括調達する方がシンプルではないか。

スライド 10 にある計画停止を考慮するというのは必要な考え方である。ペナルティ・リクワイアメントの議論とも関連するが、この制度が入った後の計画停止、あるいは補修計画は、ある種のルールの中で期待される収益とコストを見ながら、事業者は自らの行動を最適化するので、その結果としてどのような計画停止になるのかを想定しながら計画停止の量を織り込むべきであり、慎重に検討する必要がある。現状のとおりではない可能性が高いと私は思っている。

スライド 16、17 にある需要曲線の形状の考え方については概ね理解できるが、停電コストがいくらと言えないところがあり、いろんなお客様が存在して、それぞれ停電に対する機会費用は異なるので幅があるものと理解している。例えば、スライド 15 にある案 2 の需要曲線は、停電コスト 3,000 円～6,000 円の間で 4,500 円程度と定めて需要曲線を描いた場合とあまり変わらないと思っている。Net CONE で設定するという事は、停電コスト 3,000 円～6,000 円の幅の中に需要曲線を描くなど、信頼度を評価した上で決めないと、供給側の事情から Net CONE を決めるということではなく、需要側が信頼度に対してどの程度価格の弾力性があるのかということを確認して描く、ということだと理解している。Net CONE ということ踏まえるとしても、その時に、どの程度の停電コストを考慮して需要曲線が描かれているのか、あるいは幅がどうなっているのかということを確認していただく必要があるため、是非そういった仕組みを入れていただきたい。

(松村委員)

現状の信頼度を下げることが認めないかのような岡本委員の発言は許容できない。岡本委員は以前の検討会の場において、現状の信頼度レベルが必ずしも合理的・効率的とは限らないと述べており、矛盾している。コストと比較して現状の信頼度レベルを下げてでも全体として効率的になるのであれば受け入れられるべきであり、現状より信頼度を下げないという制約を考える必要はない。ただし、現状の信頼度レベルが不合理に算定されていないことは様々な機会を確認されており、現状より信頼度レベルを下げるならば慎重に制度設計をする必要がある。しかし、現状の信頼度を維持することが当然の前提にはならない。容量市場は信頼度確保のための最も重要なパーツであるものの、容量市場だけで現状の信頼度を確保するものではない。将来に向けて信頼度が下がる最も大きな脅威は、総括原価と地域独占に守られていた時代に旧一般電気事業者が建設した火力発電所を安直に休廃止することである。旧一般電気事業者の委員から、現状の信頼度レベルを保つことの重要性を強調していただいたので、広域機関は別の委員会場で是非監視していただきたい。自分たちの都合がいい時だけ現状の供給信頼度を確保すると述べ、他方で安易に老朽火力を廃止することがないか監視する必要がある。

次にスライド 9 で、「発動回数制限があるリクワイアメントは、④の量を調達の上限にすることが考えられるのではないか」という提案がされている。これも一応合理的な案であり重要な選択肢ではあるものの、しかしこれでは少なすぎると私自身は考える。マージナルなところでは現実の発動回数は少ないことも想定されるなかで、発動回数制限があるものを電源 I' 必要量以上に調達したら本当に問題なのか。事務局

提案は有力な選択肢の一つであるものの、唯一の選択肢ではない。もしこの提案でいくのであれば、DRの発動回数制限に関して複数のカテゴリを設けて、発動回数制限が多いものと少ないもので調達の上限を分けるといったきめ細かな制度設計をしなければDRが入りにくい市場になると危惧している。

またスライド12について、事務局案はbの需要曲線ということで合理的な提案である。もしaが採用されるのであれば、これまで整理してきた目標調達量の考え方は過大となるため、これまでの議論にも賛成しかねる。トータルコストを最小化する需要曲線を引くことは、停電コストの想定などによって大きく変わるため困難である。そのため、トータルコスト最小化を考えはするものの、基本的にNet CONEを使った指標価格を基準点とするbの方法を取ることは合理的である。しかしbを採用した場合、Net CONEを使った指標価格の設定が決定的に重要になる。つまり、指標価格の設定の仕方の重要性が大きくなる提案だと理解している。今後の議論ではあるが、この指標価格が高くなり過ぎないように注意して制度設計しないとイケない。

→（岡本委員）

私の発言で誤解を招いている部分があるため言い直させていただく。現状の信頼度と申し上げたことは、現状の予備率等の考え方を前提としないようにと言ったつもりである。本日の資料では、現在の予備率等の数字や考え方の記載があり、それらは見直しが行われることを確認したかった。松村委員のご発言に近い考えであるが、現在の実態として、様々な変動に対する一定の信頼度、停電確率等の設定があるなか、これらを大きく変える場合には相当に慎重な判断が必要となる。これは結局コストとの関係があり、停電コストが高いならば信頼度を上げる、つまりEUEを下げることにについて、信頼度を上げることがどれ程の社会的コストを上げることになるのか考慮しつつ線を引くことが需要曲線の考え方である。調達量を1点に定めるという考えではなく、斜めに需要曲線を引くこと自体が現在の考え方と変わっている。ある程度の停電は避けることが停電コストの考え方として、もし現在の実態から連続性なく信頼度を下げることになれば大きな論点になる。停電コスト自体の議論もあるが、信頼度を下げる場合の判断は慎重にお願いしたいと述べたのであり、現状を是としたいと申し上げた訳ではない。予備率の決め方、需要曲線の引き方については創意工夫があるべきと考えており、現状の予備率7%やL5評価も現在の考え方を踏襲したものであるが、むしろ私は今までの考え方を変えていただきたいと思っている。

私は一般送配電事業者という立場で意見を申しており、発電事業者や小売電気事業者それぞれの考えもあると思う。この場でルールを決めていくとして、容量市場は様々な制度の中の一つに過ぎないが、各事業者が市場の中で自らの合理性を追求していくことは当然のことであり、その事業者の合理性の追求と信頼度についての社会的コストが出来るだけ小さくなることが両立していくよう需要曲線を設定し、制度を決めていただきたいと考えている。

（市村委員）

スライド9の稀頻度リスクに対する供給力について、調整力公募電源I'の必要量は10年に1度程度の厳気を基にした設定であるが、現状の電源I'の発動回数や使われ方の実態と必ずしも整合していないと考える。これは調整力等委員会で議論になると思うが、年数回発動する蓋然性が高い厳気象についての再定義と、その必要調達量の見直しが必要だと考えている。その検討の結果を踏まえて、

発動回数制限があるリクワイアメントの上限を改めて検討することが必要ではないか。

(佐藤事務局長)

岡本委員に質問である。仮にスライド 12 の b の需要曲線を採用し、入札の結果、約定点が目標調達量より左側になったとき、信頼度としては目標調達量に達してないが、価格は指標価格よりも高くなる。目標調達量と指標価格を示した星印の点と比較して、信頼度は下がっているが、容量市場による電源設備への支払いの総額は多くなるように見える。その場合をどう考えるか。

→ (岡本委員)

現実はその簡潔にはいかないが、先ほど申し上げたとおり、社会的コストを最も小さくするように需要曲線を考えなければならぬと考える。供給者側のコスト次第で需要曲線と供給曲線の交点は決まる。そのときに目標調達量より左側に行くと価格が上がるということは、信頼度の低下、すなわち EUE の上昇で発生する機会コストと、信頼度を上げるために必要な供給側コストの釣り合う点において、社会的コストを最も小さくすることが実現されると考えている。その釣り合う点が需要曲線と供給曲線の交点になるように需要曲線が設計されていれば良いものと理解している。ただし上限価格は、信頼度が下がったとしてもこれ以上は支払わないと決めている価格であり、その場合停電コストを低く見て許容しているということだと思われる。

需要曲線の b の形状に異を唱えている訳ではなく、先ほど発電事業者や小売事業者のそれぞれの考えについても発言したが、まずは社会的コストが最小となる点があるとして、その中で供給側と需要側の余剰をどのように配分するのかという話がある。社会的コストが最小となる点を定義することは難しいという話もあるが、基本的にそういうことを志向するものと考えている。PJM であれば容量市場のことを Reliability Pricing Model と呼んでおり、信頼度に価格付けをするという考え方に基づくものと考えている。

(小宮山委員)

スライド 17 の需要曲線の形状の考え方について、シミュレーションを今後実施するということであるが、議論にもあったとおり、スライド 12 の b の需要曲線とするならば、シミュレーションは重要な役割を担うと考える。岡本委員のご発言にもあったが、様々な不確定要因、例えば供給側の行動、供給曲線の形状、停電コストの社会的な分布が不明確であっても、信頼度、すなわち電力の不足頻度の分布等、重要な指標がシミュレーションを通じてわかる。特に現状の需要曲線の設定の方向性のなかでは、シミュレーションは非常に重要な意味を持つ。引き続き検討を進めていただきたい。

(本橋委員代理)

2 点意見と 1 点質問をさせていただく。

1 点目に今後の進め方について、資料を見ると、目標調達量に関しては調整力等委員会の検討結果を反映するとの記載が多数みられる。また、今後はコネクタ & マネージとの整合を取るためにも広域系統整備委員会とも連携する必要があると考えている。全体として制度が上手くいくように、他の委員会や検討会と横串を通した検討をお願いしたい。

2 点目に、需要曲線の形状の考え方のスライド 16、17 の骨子について賛成である。中でも「調達する価格と確保できる量は、トレードオフとする考え方」は重要と思っており、供給信頼度の確保と容量クレジットの安価な調達の両者のバランスについて、シミュレーションの結果を見ながら引き続き検討をお願いしたい。

最後に 1 点質問であるが、今後はスライド 20 に記載のとおり、目標調達量や Net CONE 等を決めていくフェーズになると思う。先ほど松村委員から Net CONE の設定は決定的に重要というご意見もあったが、それについて、この場で決めていくのか、それとも別の場で検討を行うのか、今後の進め方のイメージがあれば教えていただきたい。

→（事務局山田マネージャー）

まだ具体的な進め方は事務局内で相談していないので、整理して改めてご説明差し上げる。

（秋元委員）

全体的に需要曲線の形状の考え方に関して賛成である。1 点質問であるが、小宮山委員のご指摘と同じであるが、需要曲線のシミュレーションは重要と考えているため、どの程度のタイミングで結果が出てきて、どのタイミングで議論に反映されていくのか、スケジュール感を持っているのか聞かせていただきたい。

→（事務局山田マネージャー）

シミュレーションにあたっての大きな論点として約定処理の整理ができていないと考えている。約定処理の整理を終えたら、市場分断を踏まえて、需要曲線の在り方、約定処理の結果などについてシミュレーションで定量的な議論ができると考えている。次回の検討会で約定処理の整理ができれば、その次から定量的な議論をさせていただきたいと考えている。

（林委員）

需要曲線の形状の考え方はこの方向性でいいと思う。ただし、調達コストと停電コストをどう考えるのか。この需要曲線のカーブの形状は、ビジネスや安定供給にも関わり重要となるため、どのように決めるのか、設定の基準はどうするのか、丁寧に検討いただいた方が良く考えている。特にシミュレーションと言っても様々な方法があると思うが、あまり複雑な方法とすると見直しも困難になるため、シンプルでわかりやすいものにすると良いと考える。

（大山座長）

基本的な方向性は今回提案のものと考えられるが、細かい点はまだ検討の余地がある状況である。引き続き事務局で検討を進めていただきたい。

（2）リクワイアメント・アセスメント・ペナルティについて（これまでの検討のまとめ）

○ 事務局より、資料 4 に沿って、リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ（これまでの検討のまとめ）について説明が行われた。

[主な議論]

(林委員)

DR のリクワイアメントとペナルティに関していくつか述べる。

スライド 27 で、全国で容量市場を行う場合に、電源 I ' の要件として中部電力は継続可能時間が 2 時間で、発動回数が 6 回以上になっており、3 時間のリクワイアメントには足りないことになる。その齟齬が気になる。一方で、東北電力や九州電力では 4 時間ということもあり、それを 3 時間とする方向性でいいのか、そこはもう一回議論ではないかと、気になったところである。

また需給調整市場との絡みもあるが、需給調整市場の商品として三次調整力②や①があるが、それは商品が 4 時間となっており、そこも齟齬がある。もし事業者が容量市場からゆっくり入ってくるのであれば、需給調整市場も 4 時間ではなく 3 時間に合わせることで、両方の市場の時間のズレによる無駄な投資をすることがない。容量市場で育てて、その方々が需給調整市場に入ることは重要だと思う。そういう意味でも容量市場と需給調整市場の齟齬を解消していただきたい。

スライド 35 で、最低入札容量が 1,000kW ということであるが、その方向で現段階ではいいと思うが、容量市場を運営していくなかで、コミットして 1,000kW と決まると独り歩きするのではなく、色々な事業者が入ることがシステム改革の良さでもあるので、例えば将来 500kW にするということもある。逆に、アグリゲーションすることで淘汰されて、きちんとした技術の人がやるということで、安定供給に資するためにアグリゲーターをしっかりした人にするということも重要であると重々承知しているので、今回は 1,000kW で良いと思っている。

スライド 36 から 38 で、様々なミックスを認めていただき、今後の IT やビッグデータに配慮された良いご決断であり、強く支持したい。そういう意味では、先ほど述べた需給調整市場との時間の合わせと、最低入札容量も今回は 1,000kW でいいが、今後そこをどう変えていくかという話と、評価する時期を長期的に PDCA のように見ていただき、1,000kW で良ければ 1,000kW でも良いし、そこは状況を見て考えることをお願いしたい。

(紀ノ岡委員)

DR の実効性テストについてスライド 31 で整理いただいているが、発電事業者としての立場あるいは一般送配電事業者の立場といった区別無しに述べさせていただくが、「実効性テストの実施時期は、夏季や冬季の高需要期を基本として、予め一般送配電事業者が指定すること」というご提案であるが、基本的にはその通りであると思っている。しかし、その指定される期間をどう考えるのか。あまりにピンポイントで日時を指定すると事前に十分準備ができてしまい、その結果、実需給断面での実力以上に評価されてしまう可能性がある。他方で、指定される期間が長すぎると、事業者は必要以上に長時間待機することになるので、その辺りのバランスを実情踏まえて検討いただきたい。

(岡本委員)

まずスライド 7、8 で、前回検討会でも 180 日は長すぎると申し上げた。ペナルティは計画停止日数と計画外停止日数の 5 倍を合わせて 180 日として見ていくということで、このルールを入れた後の事業者の

行動をイメージする必要がある。現状はおそらく2か月60日の計画停止を行っているとする、まだ120日分の余力があり、計画外停止の係数の5で割ると24日となる。実際には安全率をみて考えると思うが、単純に計画外停止日数を24日とすると、計画外停止率は7.8%程度になる。現状の信頼度計算上の計画外停止率は2.6%であるので、相当裕度がある設定になっている。その中で、事業者は補修停止を含めて最適化を行うと想定され、おそらく現状より計画停止、計画外停止の日数は増える方向だと思う。もちろんベース電源などの変動費が安い電源は計画停止を極力短くする方向に思うと思うが、一方で燃料費が高く、需要の低いときはエネルギー市場からほぼ収益を得られない電源については、どこで計画停止をとって固定費を下げるかということ工夫するようになる。そう考えるとスライド7はやや裕度があり、ここをどう考えるか。このあと、市場参加者の行動としてある程度予測されるものをみながら、場合によっては予備率を高めに考慮して信頼度計算しないといけない、計画外停止率を現状より高めにみて信頼度計算しないといけないという変更が必要となるかもしれないという論点があるので、検討を続けていただきたい。

スライド11、12で、平常時の扱いということで計画停止を日単位でカウントしているが、事業者が作業停止を一時間でも早く終わらせるインセンティブとするために、平常時でも時間管理とした方がいいのではないと思う。

スライド36に、アグリゲートする場合の自然変動電源の期待容量はL5とし、安定的に発電する場合の実効性テストの評価も認めるということであるが、基本的にアグリゲートする場合は色々なリソースを組み合わせてパフォーマンスを向上させることや、コストを下げることを工夫すると思うので、実効性テストをベースにパフォーマンス評価する方がいい。一律的な基準で評価することは望ましくない。信頼度に寄与するパフォーマンスが高い事業者には多めに、実効性に合わせて評価することを基本に考えた方がいいと思う。DRについて林委員からもご意見があったが、自然変動電源といった新しい技術については、基本的に信頼度に対する寄与によって調整係数の検討をするものと理解している。そこは調整力等委の議論かと思うが、可能な限り信頼度に対する寄与を定量的に把握していただき、寄与の高いものが容量市場で評価されることをお願いしたい。

(市村委員)

岡本委員のご発言にもあったが、スライド7、8について、結論としては事務局案に賛成である。180日が適切であるかどうかは難しいところであるが、やはり通常は小売電源となると、基本的には容量市場からの収入だけではなく、それ以外の色々な契約、相対契約も含めて存在するので、経済合理的に動くインセンティブは容量市場のペナルティだけに限った話ではない。この観点から考えると、不必要に敢えて停止するインセンティブは、もし180日と設定しても全体で見るとさほど影響無いと考えているので、事務局の提案に賛成である。

2点目に、確認であるが、スライド11の出力抑制の扱いについて、この出力抑制は一般送配電事業者からの指示に基づくものであるのか。

→ (事務局山田マネージャー)

これは一般送配電事業者による指示に基づくものではなく、機器故障により出力を出せない場合を想

定している。

→（市村委員）

スライド 44 の「帰責性の無い事由の扱い」との兼ね合いが気になったので、そういうことであれば了解した。

帰責性の無い事由の中で、3 点目の事後的な法令改正によって運転停止をしなければならない場合、経済的なメリットが失われて停止する場合についてである。他の例である戦争、騒乱、自然災害や出力抑制の場合は、一旦停止しているものの、最終的には稼働することが前提になっていると思う。しかし 3 点目はそもそも稼働を止めるということで、今後稼働することが想定されていない電源である。そうすると、必要な固定費の回収という観点からすると、その電源について追加的な経済ペナルティを与えないことは理解するが、容量支払いをするのかについては、他の例と性質が違うのではないか。

最後に、スライド 29 の実効性テストについて、発動実績等があれば需要家の負担を減らす観点から実効性テストとして利用することを認めるということであるが、最初の実効性テストのタイミングでは電源 I' が利用されているので、その発動実績も考慮して実効性テストにカウントしても良いのではないか。

（松村委員）

前回の検討会でも述べたが、経済的なペナルティを課すことと、容量支払いを受けた事業者が一般的に求められるものを区別することが原則である。一般送配電事業者から事業者に対して補修停止を一週間繰り延べる要請があるときに、断ったときに経済的なペナルティを課すかは別として、合理的な要請であるなら可能な限り対応することが一般的に求められる。経済的、技術的問題もあるので、断ると直ちにペナルティという制度設計にはしないが、合理的な範囲で受けることが前提である。そのうえで、経済的ペナルティまで課さないという事務局提案であることを確認する必要がある。必要があれば今後の委員会も含め、後ほど具体的に述べていく。

スライド 11 で、出力抑制の場合も停止日数にカウントするということであるが、例えばコンバインド発電機の場合、トラブル時に一部しか動かさない運用はよく見られる。この場合も停止と見なし、潜在的にペナルティ対象となるが、果たして一部停止と全停止が同じ扱いでいいのか。もしこれを追求すると、コンバインド発電機で技術的に分割可能なものは分割して登録し、本来 50 万 kW のものを 20 万 kW と 30 万 kW に分けて登録することが許されるのか考えなければならない。本当にこれが一番いい方法なのか確信が持てない。発電事業者の意見を聞きたい。

スライド 15 の運転開始が年度途中になる新設電源の扱いについて、事務局案は案 2 で、諸外国の例からみて合理的ではあるが、一方で新設電源に限れば、年度初めではなく 6 月から運転開始し、ピーク時期に間に合わせることは不合理な選択ではなく、むしろ自然なことである。その電源が一年分の容量対価を全て受取れないのはいかがなものか。むしろ案 1 よりも更に緩く、新設電源に限っては 6 月 1 日の運転開始でも 1 年分もらってもいいのではないか。稼働までの 2 か月を定期点検扱いとするのが案 1 であるが、そうではなく、そもそも 6 月 1 日の運転開始を認めることが本当に問題なのか。新設電源に限れば範囲は相当限定的となり、その結果として 4 月、5 月の供給力が著しく欠けることも無い。ただし、新設電源の定義は難しく、一部改修した程度の電源も新設電源と分類すると收拾がつかないので、そうい

ったことを心配するならば事務局案は合理的である。しかし、文字通りの新設に限定するのであれば、例えば 6 月あるいはそれ以前の運転開始であれば、4 月に動いていなくても 1 年分の容量対価を支払っても良いのではないか。

次にスライド 19 の平常時の市場応札のリクワイアメントであるが、前回から意見のあるところであるが、事務局案で良いと考える。基本的には、経済的な範囲で発電機をフルに活用することが期待されている前提である。自然体でそうなるためペナルティを課す必要が無く、経済的なインセンティブがあるため、変なことは起きないという期待に基づいた設計である。一方で、実際に容量市場を始めて、変な動きをする事業者が出てきたときは、参入ペナルティで対応するだけでなく、そもそも制度を変えることも含めて検討するのだと思う。極端な提案としては、別の委員会においてオブザーバーから、事実上の強制プール、つまり容量市場で対価を受けた電源で需給調整市場に出てこない電源はすべからず JEPX に応札すべきという提案まであった。そうするとわかりやすく、実際に運用も可能だと思うが、しかし容量市場の関係で強制プールの導入するという議論は行き過ぎかもしれない、別の場で議論すべきである。実際に容量市場を始めた結果として変な電源の動き方、十分に活用されない電源が出てくるなど、予想もしない事態が起きた場合、そういったことを検討することになりかねないことを認識いただき、容量市場で支払いを受けたものは平常時から経済的な範囲で利用されて、卸価格を下げることを期待されていることは確認いただきたい。

スライド 22 の需給ひっ迫のおそれがあるときについては、先ほど述べたとおり、ペナルティが課されないとしても一般送配電事業者から要請があれば合理的な範囲で検討することは、当然求められていることである。そういった要請は相当程度需給がひっ迫しているときであり、点検を延期することで市場から収益が得られるため、そもそもインセンティブがある。仮に法定点検の兼ね合いがあったとしても、一般送配電事業者から要請があったために時期を逸脱するのであれば、そちらの罰も考えられない。一般的に可能な限り、一般送配電事業者からの要請は、受けられるものは受けることが期待されていると確認する必要がある。この大原則さえ確認されれば、事務局案で基本的に良いと考える。

スライド 40 から 42 の電源差し替えについて、大規模な事業者が有利になる側面の心配はあるが、基本的に柔軟に認めるという提案で合理的である。大規模事業者が有利になる点については、容量市場の入札の段階で、どうして入札されなかったのか、どうして落札されない高値で入札したのか、そういったことを監視することで弊害を防ぐという基本方針が確認されており、それが貫徹されていけば相対的に弊害は小さい。更に、例えば原子力発電所のような電源は、社会的受容性が低く、一斉に停止させられるリスクがある。そのときに休止していた電源を立ち上げて代替することは望ましいことであり、期待されていることである。その差し替えに足枷があってはいけない。休止していた電源は、原子力発電所が動いている限りは動かさない限界費用の高い電源であるので、容量市場に出でこなかった理由もわかりやすい。そのような差し替えの弊害とならないことは重要であるため、今回の事務局案は合理的な提案である。

スライド 44 の、「事後的な法令改正による規制適用等による運転停止」について、「等」というのは「規制適用」だけではなく「事後的な法令改正」にも掛かっているのか。つまり、事後的な法令改正に限らないということなのか。あまり柔軟にしまうと事業者が好き勝手に解釈する懸念はある。しかし、例えば環境アセスは既に通っていたが、地域住民から環境に関して裁判があって停止した場合、それは環境上問題ない点の挙証ができなかった事業者の責任という考えもあり得るが、環境アセスを通してのだから、一

定の合理的な対応を取ったにも関わらず、後から裁判で覆ってしまった。三権分立の考え方に著しく反するのでこのような裁判の判決に疑義を申すのは不適切かもしれないが、そのような場合も果たして事業者の責任なのか。原子力発電の裁判で、一旦地方裁判所の仮処分で止まって、その後の上級審で覆ったものもこの例に近い。そういったものに対しては経済的な罰は課さなくても良いのではないか。この解釈は一定の柔軟性があるようにしていただきたく、一方であまり無体にも拡大すべきでもないため難しいが、杓子定規に考える必要もないと考える。

(竹廣委員)

リクワイアメントとペナルティについて、前回の検討会でも申し上げたが、まずリクワイアメントは当然遵守すべきものである共通認識があって、経済的ペナルティとのバランスが取れていることが重要であり、事務局としても意識して提案しているものと認識している。そのうえで、スライド 19 の平常時の市場応札のリクワイアメントであるが、記載の内容は至極真つ当であると思っており、経済的メリットが得られるにも関わらず市場応札を避ける行動は、市場支配力の行使や、売り惜しみといった以外に理由も想定されないので、それが恣意的な行為だとすると抑止力としては参入ペナルティが相応しいと考える。そのような恣意的な行動があった場合には、名前の公表だけではなく、当該電源を翌年度は参加不可とすることは合理的であるし、先ほど松村委員のご意見のとおり、想定していなかった行為があったときは、制度を抜本的に見直すことがあってよいと考える。その一つとしては、そのような行為を重ねる場合、発電機単位ではなく、事業者そのものが参入できないこともオプションとしてあって良いと考える。何度重ねた場合というような基準を予め公表する必要はないが、手段の一つとしてはあって良いのではないか。

スライド 31 の DR のリクワイアメント・アセスメントであるが、実効性テストについては夏冬の高需要期を基本とするという提案をいただいている。そのとおりではあるが、以前も申し上げたとおり、業務用需要家の DR を想定すると、平日の昼間でないと DR が出せない。厳密にいうと休日・夜間で負荷が少ないときと慮って実効性テストが行われると、ほぼ出せないことになるので、平日昼間に設定いただく必要がある。スライド 13 に、電源の定義ではあるが、夜間の定義で「22 時～8 時」とあるが、それ以外は昼間という整理をされると危ないところがあるので、丁寧な整理が必要である。

またスライド 26 のところで、最低年一回は発動を求めるということで、全く発動が無いのもどうなのかというところで合理的ではあるが、逆に DR がずっと発動されない年があったとして、この一回をいつ発動するかは重要である。DR 事業者は容量市場ではハイリスクハイリターンな性格があると思っている。先ほどの実効性テストの話にも絡むが、この 1 回をいつ発動するのか、先ほど紀ノ岡委員からご意見もあったとおり事前に明確にすることは恣意性もあるので良くないと思うが、ある程度実効性テストを行う時期の配慮は必要だと思う。そういう意味では、需給調整市場の方で一度事業者のヒアリングを設けていただいたが、この容量市場では様々な DR 事業者の方々の意見をキャッチアップできていないところもあるかと思うので、申し上げた細かい点も含めて、どこかのタイミングで事業者の意見を聞く場面をご検討いただきたい。

(小宮山委員)

スライド 36 の追加整理 19 のアグリゲートする場合の自然変動電源の期待容量について、ご提案さ

れた、再生可能エネルギー電源以外のリソースの期待容量に、L5 で評価した再生可能エネルギーの期待容量を加えることで全体の期待容量を算出するという方法であるが、ヒューリスティックな期待容量の推定方法として、実務的な観点からは適切かもしれない。しかし、私としては先ほどの岡本委員のご発言に賛成であり、本来はパフォーマンスの異なるもの同士をアグリゲートしているため、全体のパフォーマンスも変わる可能性があるため、全体として期待容量を算定した方が実際のところ丁寧である可能性もある。今後はとりあえずご提案いただいた方法で期待容量を算定することとし、実際に走らせた後に実態を踏まえて、期待容量の算定方法は丁寧に再検討した方が良いかもしれない。

(山田委員)

一般送配電事業者として、アセスメントの確認方法について申し上げる。

スライド5の計画外停止しないことのリクワイアメントにおいて、「作業停止計画が提出されたものの、一般送配電事業者との間での停止期間の協議に応じない場合」は計画外停止の扱いとするとした記載や、またスライド22の需給ひっ迫のおそれがあるときの計画停止中の電源の扱いについて、一般送配電事業者からの求めに応じることをリクワイアメントとする記載をいただいている。またDRの実効性テスト等も含めて、一般送配電事業者がアセスメントの実務に関わるという内容が幾つかある。容量市場の契約主体は広域機関であるとの前提において、一般送配電事業者がアセスメントに一定の役割を果たしていくと考えており、そうしなければならないと考えている。しかし、先ほど松村委員からご意見があったとおり、一般送配電事業者は合理的な要求ということで事業者と協議をさせていただき、最終的に協議や求めに応じなかった事業者にペナルティを課す場合は、協議に応じなかったというエビデンスが必要になる。実際にそのエビデンスの確保は中央給電指令所の実務担当者が対応することになると思うが、その業務負担にも配慮いただきながら、担当者あるいはエリア間での判断に大きな差が出ることは良くないと考えられるため、調整に協力しなかったとする判断基準の統一やルール整備についても今後検討していただきたい。

(岡本委員)

先ほど市村委員からご発言があった点について、私の趣旨と異なることを申し上げたい。小売電気事業者と契約している発電事業者を念頭に置いたものではなく、小売電気事業者とは契約できず、小売需要の外側において予備力として存在する電源について、その電源に一般送配電事業者の調整に応じるインセンティブが働くのか、あるいは作業停止期間を短くするインセンティブが働くのかということを懸念している。

例えば、欧州や PJM では計画外停止率を期待容量からディスカウントしており、つまり調整係数に計画外停止率を反映する仕組みとしている。その結果として計画外停止率が改善されてきていることがある。逆に言えば、その仕組みが無かった時は上手くいっていませんでしたので整理を変えたと理解している。そのあたりを誤解無いようもう一度申し上げたかった。一般送配電事業者として、我々は既に分社化しており、実務として行っていることを考えると、停止調整に応じていただくことで先方の発電事業者にも利益が増えることは無く、一方で先方のコストが余分に増えることが多い。一般送配電事業者の調整に応じることにインセンティブがあれば良いが、インセンティブが無い場合、経済的なペナルティを必要とするかは別としても、

山田委員のご発言にもあった通り、容量市場のリクワイアメントとしてどのような状態を望んでいるのかということを確認に記述し、その望ましい状態と明らかに異なると一般送配電事業者が発電事業者へ明確に指摘できる状態になれば、停止調整へ応じることのインセンティブが無い発電事業者は一般送配電事業者との調整に応じないと思う。日々の実務からの実感として、特に 2024 年度においては全ての一般送配電事業者がこの状態になると思っており、その点は是非ご考慮いただければと思っている。

(加藤委員)

スライド 11 の出力抑制について、市村委員のご発言のとおり、発電事業者に帰責性のない事由については、スライド 44 にあるとおり、一般送配電事業者の指示による出力抑制は不可抗力であり適用除外となるというご説明であった。ただ、他にも水力発電では都道府県や市町村から水利用の節約要請を受けて出力抑制をせざるを得ない事象もある。帰責性の無い理由による出力抑制は一般送配電事業者の事由に限るものではないため、その点もご検討いただきたい。

また出力抑制について、一般送配電事業者からの供給力提供の指示量を一部下回った場合でも全て止まったときと同様のペナルティを課し、1 日単位でペナルティの対象量をカウントすることは厳しい。スライド 12 に、平日昼間 1 時間の停止であったとしても 1 日単位で計画外停止とカウントするとあるが、時間単位でカウントしていただきたい。

スライド 15 の（運転開始が年度途中となる）新設電源の取り扱いについて、先ほどの松村委員のご発言のとおり、通常我々も夏季の需要ピークに向けて運転開始することを目標に電源を建設する。しかし案 2 が採用されれば、新設電源は運転開始年度に容量市場から収入が得られなくなる。新規電源は差し替え電源としての活用を認めるとされているものの、代替して活用できる電源を全ての事業者が持っていないため、この部分は大規模事業者が有利になる措置とも考えられるため、改めて検討いただきたい。

スライド 16 に新規電源の運転開始遅延時には受け渡し年度の初めから運転開始までの期間を計画外停止の取り扱いとするとの記載があるが、新規電源の建設工事の遅延は、既設電源において定期点検が計画期間を超えてしまうことと事象としては類似していると考えている。そういう意味では、こちらを計画外停止とせずに運転開始後のペナルティの取り扱いと同じように計画停止とすべきではないかと考える。新設電源の遅延要因としては建設工事の遅延が多いが、建設中の工事管理、スケジュール管理は契約しているメーカーやゼネコンの管轄であり、工事遅延は発電事業者のコントロール外のこともある。建設遅延リスクについては請負契約の中で一定程度を請負業者に転嫁することで発電事業者はリスクヘッジをするが、ここで示されたような重い完工リスクが課されると、我々もそのリスクを請負業者に求めていく格好となり、契約交渉が厳しくなる。もし交渉で重い完工リスクを我々と請負業者とでアロケーションできなければ、IPP でプロジェクトファイナンスを組みづらくなり、新設の発電所建設が難しくなるという事態もあり得るのではないかと考えている。この観点からも、新規電源の運開遅延については、運転開始後の電源のペナルティと同じような取り扱いをお願いしたい。

またスライド 28 にて、DR には kW でペナルティを課するという記載がある。従来型電源は kWh にペナルティに課すことになっているが、DR と従来型電源のペナルティの考え方について整合性をどのように考え

ているのか、質問させていただきたい。

→（事務局山田マネージャー）

基本的にいずれも kW にアワーを乗算する形としており、同じ考え方だと認識している。ただし、従来型電源については、「需給ひっ迫のおそれがあるとき」に至る時間を事前に想定した時間で割ることとしており、実際の受渡し年度において、事前想定以上に需給ひっ迫のおそれがある期間があれば、容量収入額以上のペナルティになることもあり、その場合の年間上限額を容量収入額の 110%と整理している。一方、DR に関しては発動回数が 6 コマ×12 回と決まっており、必ずそれ以上にはならないため、12 回の発動全てでリクワイアメントを果たせなければ、ペナルティ額が年間上限額の 110%となるよう設定している。いずれも未達成量にペナルティレートを掛けてペナルティ額を求めることとしており、両者の整合は取れていると思う。もし説明内容に間違いがあればご指摘いただきたい。

（本橋委員代理）

電源差し替えについて、スライド 40 以降で複数の事例が追加整理されており、その中で「実効性を高める」という観点が示されているが、これにより電源差し替えが助長され競争政策上課題が生じるような懸念があると感じている。前々回の検討会において整理されたとおり、電源の差し替えはやむを得ない場合に限定されるものと認識しており、そういった観点から、例えばスライド 41 に、「BG 応札の懸念である大規模事業者優位の整理が必要」といった記載もあり、ぜひ今後議論が予定されている市場支配力の行使の防止といった観点も踏まえて、改めて整理をお願いしたいと考えている。

（秋元委員）

アグリゲートする場合の自家発のペナルティの扱いについて、これは TF の方でも議論はあったものであり、懸念が残っている。今回、出力の不安定な自家発はアグリゲートを推奨されているものと考えるが、例えば設備容量 1,000kW の自家発事業者が 3 事業者あり、加えて DR が 100kW あり、全てをアグリゲートするような状況を想定すれば、まず DR は確率的に期待される供給力が得られるものと考えられ、例えば確率的に 8 割の供給力が期待された場合は 100kW に 8 掛けした期待容量にて申請を行うものと考えられる。一方、自家発は生産の計画があり、夏に出力できるか、冬に出力できるかといった条件は様々と考えられる。最終的にそれらをアグリゲートして期待容量を出せという整理であると思うが、それは日本全体で考えれば良いかもしれないが、もし例のように 3 事業者でアグリゲートしなければならないとなると、供給力全体を均した形で期待容量を出すことは難しい場合も想定される。夏、冬のいずれかに発動があるかわからず、発動回数もわからない中で同じようにペナルティが課されるとすると、自家発事業者をアグリゲートするときに、夏に限られていれば設備容量の 8 割を出力できる事業者も、時期がわからないため最低出せるところの 1 割としてアグリゲートせざるを得ないことになりかねない。日本全体で均せるならば良いが、事業者単位でペナルティを受けることになるので、そうしたときにこのやり方で完全にアグリゲートするということが自家発を扱っても良いのか懸念がある。本来、もっと多くの供給力を期待できていたものが、この扱いにより期待できないこととならないか、ご検討いただきたい。

(市村委員)

スライド 11 の平常時の出力抑制の扱いについて、例えば小売電気事業者用の電源において小売電気事業者へ販売する量が容量確保契約量を下回るというケースもあるかと思う。その際の売り惜しみの懸念は市場応札のリクワイアメントで担保されていることだと思うので、この場合においても計画停止で 1 日としてカウントするのは厳しすぎるのではないかと、先ほどの議論を聞いて思った。

スライド 15 の年度途中で運転開始する新規電源について、案 2 とする事も 1 つの考え方であるが、基本的には柔軟に容量市場へ参加できるということも重要と考えられ、案 1 と案 2 のメリットとデメリットを踏まえたうえで判断するべきではないかと考える。

スライド 44 の帰責事由について、松村委員のご発言のとおり、確かに裁判で執行停止をした場合や、仮処分で停止した場合は、将来的には動く可能性もあるため、そういった点を踏まえれば、このような事由を帰責性の無い事由に含めることは異論ない。ただ適用があまりに広がりすぎないようにすべきである。

(木尾オブザーバー)

監視等委員会の事務局としてのコメントを 4 点申し上げる。

1 点目はスライド 18 の平常時の市場応札のリクワイアメントに対するペナルティについて、事務局資料では経済的なペナルティを設定しないとされている。重要なことは、容量市場の趣旨に照らしてリクワイアメントが確実に遵守されるということと考えており、まずは事務局案のとおり参入ペナルティを課すこととし、それだけでは不十分な状況があれば、その段階で経済的ペナルティを課すことも一案であると考えている。ただし、その場合には参入ペナルティが実効的であることが必須であると考えている。

2 点目に、結果としてスライド 18 の下部に※で記載されており、資料自体に反対という意見ではないが、平常時の市場応札のリクワイアメントについては、今後具体的な内容や監視方法を検討していただくことだと考えている。卸市場価格のスパイクを抑制する、あるいは高止まりを防止するとして容量市場の趣旨に照らせば、発電事業者のみならず、容量拠出金を支払う小売電気事業者にとっても納得できるリクワイアメントであることが必要であると考えている。例えば、スライド 18 にある燃料制約等の事業者の制約がある場合については、客観性かつ事後検証が可能な定義が必要であると考えている。

3 点目に、今回の資料の範囲ではないが、平常時の定義については引き続き事務局において検討されている状況であり、現時点でコンセンサスが得られているものはないと承知している。前回資料ではエリアの供給予備率が 3～7% の場合も平常時であると表現していたが、特に今年 7 月下旬に一部地域では卸電力市場のエリアプライスが 100 円/kWh 近傍となることもあったが、その時のエリアの供給予備率は最も低いエリアにおいても 7% や 8% であった。どうい場合が平常時なのか、どうい場合が需給ひっ迫のおそれがあるときとするのか、引き続き検討する必要があるものと考えている。

最後に、DR について本日も多数の委員からのご意見があったところであるが、今後運用段階あるいは詳細な制度設計の段階においては、DR の特性を踏まえ、過度に制約的なものにするの無いよう要望する。

以上